

# Минимизация технических потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения с учетом коронирования проводов

ЗАРУДСКИЙ Г.К.  
НИУ "МЭИ", Москва, Россия

*Разработана методика минимизации потерь активной мощности, учитывающая коронирование проводов в нормальных режимах работы воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Коронирование моделируется удельной активной проводимостью, нелинейно зависящей от уровня напряжения. Коррекция эквивалентной проводимости, соответствующей погодным условиям, выполняется итерационно путем изменения среднего квадратичного напряжения. Представлены универсальное расчетное выражение для оценки влияния режимных параметров на изменение напряжения по длине линии и графическая иллюстрация этого влияния. Дифференцированием функциональной зависимости общих потерь активной мощности получены расчетные формулы для вычисления режимных параметров, соответствующих минимальным значениям потерь при допущении о независимости активной проводимости от напряжения. Показано, что режимно-технические ограничения на значения напряжения на концах линии и в её промежуточных сечениях существенно уменьшают диапазон передаваемой мощности с минимальными потерями. Изложена последовательность выполнения итерационного расчета по определению сниженного уровня напряжения, соответствующего наименьшим общим потерям. Рассчитаны значения передаваемой мощности при различной интенсивности коронирования. Результаты исследования показали необходимость учёта нелинейной зависимости эквивалентной активной проводимости от среднего квадратичного значения напряжения.*

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** воздушная линия электропередачи, сверхвысокое напряжение, режимные параметры, среднее квадратичное напряжение, потери активной мощности, коронирование, удельная активная проводимость линии

Технические потери активной мощности складываются из двух основных составляющих: нагрузочные и от коронирования проводов. Нагрузочные потери связаны с нагревом проводов и зависят от рабочего тока, который определяется передаваемой полной мощностью и поддерживаемым напряжением. Активное сопротивление проводов обратно пропорционально их сечению и зависит от установившейся температуры провода. Баланс тепла в проводе состоит в равенстве прихода тепла от нагрева рабочим током, солнечным облучением и расходом тепла за счёт конвекции и лучеиспускания. Температура проводов всегда превышает температуру окружающего воздуха. Это превышение может достигать 20–25 °С, когда воздух неподвижен [1, 2].

Коронирование проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения (ВЛ СВН), спроектированных для работы в режимах с уровнем напряжения, близким к номинальному значению, в отсутствие атмосферных осадков вызывает потери активной мощности, которые существенно меньше нагрузочных потерь. Режимное повышение напряжения в промежуточных точках (узлах) ВЛ и ухудшение погодных условий приводят к резкому возрастанию

доли потерь на корону в общих потерях, повышенным радиопомехам и увеличению годовых потерь электроэнергии. Оптимизация каждого из возможных режимов работы за счёт регулирования уровня напряжения позволяет улучшить технико-экономические показатели эксплуатируемых ВЛ СВН [3].

Средние годовые потери активной мощности могут быть незначительными (до 5 %), так как погода без осадков обычно продолжается большую часть времени года. Однако минимизация годовых потерь электроэнергии при диспетчерском управлении достигается за счёт минимизации потерь мощности в каждом из нормальных режимов работы электропередачи СВН, осуществляющихся в различных погодных условиях.

Потери на корону обычно не превышают 25 % наибольших нагрузочных потерь в длительном режиме работы без атмосферных осадков. Они могут увеличиваться до значения наибольших нагрузочных и превышать их при ухудшении погоды (дождь, снег и др.) [4]. Эти потери нелинейно зависят от изменения напряжения по длине ВЛ СВН, причём диапазон показателя степенной зависимости варьируется от 4 до 10 [5]. Изменение напряжения во всех режимах работы, за ис-

ключением режима передачи натуральной мощности, вынуждает применять интегральное исчисление (аналитическое или численное) в уточнённых расчётах таких потерь по всей длине ВЛ. Потери на корону уменьшаются, когда снижается уровень напряжения, но при этом нагрузочные потери увеличиваются. Вследствие взаимовлияния нагрузочных и коронных потерь сумма их значений, вычисленных по отдельности, превышает общие потери, получаемые как разность значений активной мощности в начале и конце ВЛ СВН. Эти соображения давно известны, однако физически понятная расчётная методика выявления значений минимальных общих потерь активной мощности до настоящего времени не разработана. В нормативных документах по расчёту оплаты за услуги по передаче электроэнергии [6, 7] вопросы минимизации потерь активной мощности не рассматриваются.

Универсальное аналитическое выражение для нахождения интеграла от функциональной зависимости модуля напряжения в произвольной степени по всей длине линии или её участка получено на основе эвристического обобщения результатов серии расчётов значений интегралов методом Симпсона для разных степеней возведения и различных сочетаний переда-

ваемой мощности и протяжённости ВЛ СВН [5]. Затем первоначальный вариант подынтегрального выражения удалось упростить за счёт преобразования сложных формул с тригонометрическими функциями, применяя разложение в степенные ряды с учётом двух первых членов разложения. Окончательное выражение интеграла рекомендуется применять в расчётах при длине ВЛ СВН  $L \leq 700$  км:

$$\int_0^L |U_x|^n dx \cong U_2^n L \left\{ 1 + (P_2^2 + Q_2^2 - 1) \times \right. \\ \left. \times (\lambda^2/3) + Q_2(1/\lambda) \sin^2 \lambda + P_2(r_0/x_0) \sin \lambda \right\}^{n/2}, \quad (1)$$

где  $P_2$  и  $Q_2$  – относительные значения активной и реактивной мощности в долях базисной натуральной мощности  $P_{\text{нат}} = U_2^2/z_B$  в конце ВЛ;  $z_B = \sqrt{x_0/b_0}$  – волновое сопротивление, Ом;  $\lambda = \sqrt{x_0 b_0}$  – волновая длина ВЛ, рад;  $r_0, x_0$  – активное, индуктивное удельные сопротивления, Ом/км;  $b_0$  – ёмкостная удельная проводимость, См/км;  $n$  – степень возведения (от 4 до 8, включая нечётные и дробные значения).

На рис. 1 показана совокупность изолиний, отражающих изменчивость значений интеграла при степенях

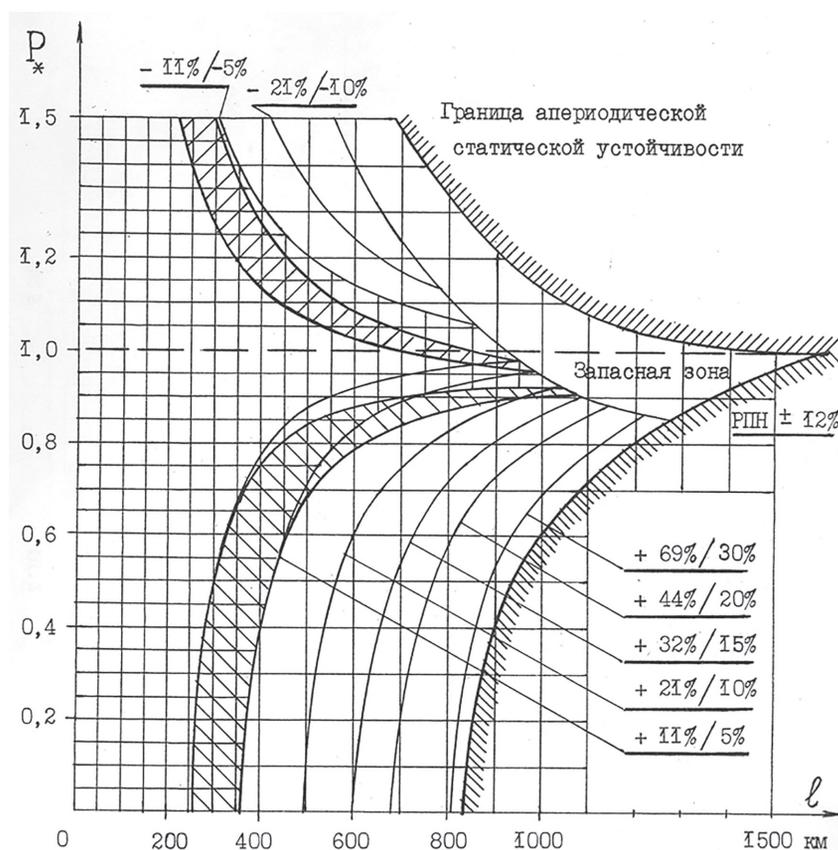


Рис. 1. Изолинии погрешности от неучёта изменения напряжения вдоль однородных идеализированных и реальных ВЛ СВН различной протяжённости при расчёте потерь мощности на корону в нормальных режимах работы

Fig. 1. Corona losses tolerance isogram for uniform EHV OHLs (ideal and real) of different length under normal operational conditions due to neglect of voltage profile along the line

4 и 8 для идеализированных и реальных ВЛ СВН, характеризующихся значением  $r_0/x_0 = 0,1$ . Интеграл представлен выражением  $U_2^2 L \{1 + v\}$ , причём добавка  $v$  указана в %. На рис. 1 имеется значительная область, внутри которой  $v \leq 5\%$ . В эту область включаются все возможные режимы для линий протяжённостью менее 250 км, а режиму передачи натуральной мощности соответствует длина до 700–800 км. Наличие такой области означает допустимость моделирования потерь активной мощности от коронирования проводов неизменной по длине ВЛ активной проводимостью  $g_0$ , соответствующей некоторым погодным условиям. Введение дополнительного удельного параметра  $g_0$  в расчётные выражения [8] позволяет косвенно учитывать влияние на нагрузочные потери активных потерь от коронирования.

Вне упомянутой области на рис. 1 в диапазоне  $5 \leq v \leq 10\%$  можно рекомендовать применение эквивалентного параметра  $g_{0\text{эв}}$ , отвечающего среднему квадратичному значению напряжения [8]:

$$U_{\text{ср.кв}}^2 = U_2^2 \left\{ \frac{1+k^2}{2} + \left[ \frac{1-k^2}{2} \text{ctg}\lambda + Q_2 + P_2^* (\alpha_0 L \text{ctg}\lambda - \text{tg}\varphi_Z) \right] \left( \frac{1}{\lambda} - \text{ctg}\lambda \right) \right\}, \quad (2)$$

где перепад напряжения  $k = \frac{U_1}{U_2}$ ;  $\alpha_0 L = \frac{\lambda}{2} \left( \frac{r_0}{x_0} + \frac{g_0}{b_0} \right)$ ;  $\text{tg}\varphi_Z = -\frac{1}{2} \left( \frac{r_0}{x_0} - \frac{g_0}{b_0} \right)$ ;  $\alpha_0 L$  характеризует затухание электромагнитной волны;  $\varphi_Z$  – фазовый угол волнового сопротивления.

При перепаде  $k_Q$  выражение (2) упрощается:

$$U_{\text{ср.кв}}^2 = (1/L) \int_0^L |\dot{U}_x| dl_x = U_2^2 \left\{ \frac{1+k_Q^2}{2} + Q_2^* \left( \frac{1}{\lambda} - \text{ctg}\lambda \right) \right\}. \quad (2a)$$

Общие потери активной мощности могут рассчитываться по выражению, содержащему удельные и волновые параметры [8]:

$$\Delta P_{\text{общ}} = (U_2^2 / z_B) [\alpha_0 L + (\text{tg}\varphi_Z)(\sin\lambda) \cos\lambda] + z_B [ [\alpha_0 L - (\text{tg}\varphi_Z)(\sin\lambda) \cos\lambda] (P_2^2 + Q_2^2) / U_2^2 ] + 2Q_2 (\text{tg}\varphi_Z) \sin^2 \lambda + P_2 (r_0 / x_0) (g_0 / b_0) (\lambda^2 + \sin^2 \lambda) / 2. \quad (3)$$

Минимум общих потерь мощности может достигаться при оптимальном уровне напряжения. Аналитическое условие выявления минимума дифференцируемой функции:  $\partial(\Delta P) / \partial U_2 = 0$  и  $\partial(\Delta P) / \partial Q_2 = 0$ . После дифференцирования и решения уравнений получаются расчётные выражения:

$$(U_{2\text{опт}})^2 = P_2 \frac{z_B [\alpha_0 L - \text{tg}\varphi_Z \sin\lambda \cos\lambda]}{\sqrt{(\alpha_0 L)^2 - \text{tg}^2 \varphi_Z \sin^2 \lambda}} = P_2 A^2; \quad (4)$$

$$Q_{2\text{опт}} = - (U_2^2 / z_B) \frac{(\text{tg}\varphi_Z) \sin^2 \lambda}{\alpha_0 L - (\text{tg}\varphi_Z)(\sin\lambda) \cos\lambda}. \quad (5)$$

Подстановка (4) и (5) в (3) даёт:

$$\Delta P_{\text{мин}} = P_2 \left\{ 2 \sqrt{(\alpha_0 L)^2 - (\text{tg}\varphi_Z)^2 \sin^2 \lambda} + (r_0 / x_0) (g_0 / b_0) (\lambda^2 + \sin^2 \lambda) / 2 \right\}. \quad (6)$$

Минимальными потери в действительности будут только при соблюдении технических ограничений на значения напряжения по концам линии и в её промежуточных точках. Достижение минимума потерь во всех рабочих режимах приводит к наименьшим возможным потерям электроэнергии за год работы электропередачи. Оптимизация режимов работы длинных ВЛ (как магистральных, так и составляющих замкнутые сети) является сложной задачей диспетчерского управления электроэнергетическими системами и их объединениями. Решение задачи оптимизации требует разработки специальных алгоритмов расчёта, соответствующего математического аппарата и программного обеспечения.

Теоретические и вычислительные возможности минимизации общих потерь активной мощности рассматриваются на примере одноцепной ВЛ 750 кВ протяжённостью 525 км с фазными проводами  $5 \times (\text{АС } 240/56)$ . Значения удельных и волновых параметров соответствуют справочным данным [9]:  $r_0 = 0,02436$  Ом/км при температуре  $+20$  °С;  $x_0 = 0,308$  Ом/км;  $b_0 = 3,76 \cdot 10^{-6}$  См/км;  $\lambda = 0,565$  рад;  $z_B = 286,2$  Ом.

Результаты расчёта  $U_{2\text{опт}}$  представлены в табл. 1 для нескольких значений передаваемой мощности при различной «интенсивности» коронирования проводов, характеризующихся отношениями  $\frac{g_0}{b_0} / \frac{r_0}{x_0}$ .

Табл. 1 показывает, что при интенсивности коронирования 0,2–0,4 и передаваемой мощности от 1573 до 1966 МВт значения  $U_{2\text{опт}}$  превышают наибольшее рабочее напряжение  $U_{\text{НР}} = 787,5$  кВ и, следовательно, в указанных режимах работы минимальные общие потери не могут быть обеспечены. В некоторых иных режимах и при другой интенсивности не соблюдается ограничение по длительно допустимому высшему напряжению для проводов (цифры, выделенные курсивом), но среди прочих имеются режимы, для которых  $\Delta P_{\text{мин}}$  достижимы (цифры с полужирным шрифтом). Результаты получены в предположении о независимости параметра  $g_0$  от напряжения. Реально такая зависимость существует и согласно проведённым исследованиям может моделироваться кубической параболой на том основании, что удельные средние годовые потери мощности, характерные для ОЭС Центра, зависят от напряжения в 5-й степени [10]. Следовательно, значения  $g_{0\text{эв}}$  пропорциональны напряжению в 3-й степени:

$$g_{0\text{эв}} = \frac{\Delta P_{\text{кор.уд}}}{U_{\text{ср.кв}}^2} \equiv U_{\text{ср.кв}}^3. \quad (7)$$

В отсутствие коронирования возможная минимизация нагрузочных потерь в узком диапазоне небольших значений передаваемой активной мощности обуслов-

Таблица 1

Результаты расчета  $U_{2opt}$  в конце ВЛ 750 кВ длиной 525 км при различных значениях передаваемой мощности и интенсивности коронирования по (4)

The calculation results of  $U_{2opt}$  at the end of a 750 kV overhead line with a length of 525 km at different values of transmitted power and corona intensity according to (4)

$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	Параметры			Значения $U_{2opt}$ , кВ, при значениях $P_2$ , МВт					
	$g_0/b_0$	$\alpha_0 L$ , рад	$-\text{tg}\varphi_z$	1397	1573	1653	1786	1966	A
0,200	0,0170	0,02882	0,03400	889,4	943,8	967,5	1005	1055	23,796
0,333	0,0283	0,03202	0,02834	797,4	846,1	867,3	901,6	945,9	21,333
0,400	0,0340	0,03362	0,02550	766,5	813,4	833,8	866,7	909,3	20,509
0,500	0,0425	0,03602	0,02125	<b>730,6</b>	775,3	794,8	826,1	866,8	19,548
0,600	0,0510	0,03842	0,01700	<b>702,8</b>	<b>745,7</b>	<i>764,4</i>	794,6	833,7	18,802
0,667	0,0567	0,04002	0,01417	<b>687,3</b>	<b>729,3</b>	<b>747,6</b>	777,2	815,4	18,389
0,800	0,0680	0,04322	0,00850	661,7	<b>702,1</b>	<b>719,8</b>	<b>748,2</b>	<i>784,9</i>	17,703

лена только влиянием значительных концевых реактивных мощностей на потери при учёте ограничений по длительно допустимым значениям напряжения на концах и в промежуточных точках ВЛ. В режимах передачи средних и наибольших значений мощности не удаётся минимизировать нагрузочные потери из-за режимно-технических ограничений на распределение напряжения по длине ВЛ, но снижение потерь достижимо за счёт поддержания наиболее высокого допустимого уровня напряжения и уменьшения потоков реактивной мощности. Такая возможность подтверждается данными табл. 2 для ВЛ 750 кВ при  $r_0/x_0 = 0,085$ ;  $\alpha_0 L = 0,024$  и  $\text{tg}\varphi_z = -0,0425$ .

В режимах 1–5 наивысшее напряжение равно длительно допустимому по условию исключения коронирования проводов 5×(АС 240/56) в «хорошую» погоду  $U_{длд} = U_{нбр} = 787,5$  кВ. Концевые реактивные мощно-

сти совпадают по модулю и противоположно направлены вследствие введения определённого перепада напряжения [6]:

$$k_Q = \sqrt{1 + 2 P_{*2} (\alpha_0 L - \text{tg}\varphi_z \text{tg}\lambda)} \quad \text{при} \quad S_{\text{баз}} = \frac{U_2^2}{Z_B} \quad (8)$$

Перепад напряжения создаётся за счёт повышения  $U_1$  при практической неизменности  $U_2$ . В режиме 4  $U_1 = U_{нбр}$ , и повышение передаваемой мощности (режим 5) связано с увеличением перепада напряжения, но уже за счёт снижения  $U_2$ , в результате чего нагрузочные потери становятся больше, чем при  $U_1 = U_2$  (срав. режимы 5 и 6). Режимы, представленные в табл. 2, в дальнейшем будут рассматриваться как исходные в исследовании влияния коронирования проводов разной интенсивности на изменение общих потерь и на поиск

Таблица 2

Параметры исходных режимов со сниженными нагрузочными потерями  
Load-flow parameters after initial load-loss reduction

Параметры	Режимы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_2$ , МВт	1194	1397	1573	1653	<b>1786</b>	<b>1786</b>	1966	2143
$U_2$ , кВ	754,70	755,70	756,40	756,30	753,70	779,8	782,07	786,83
$P_{\text{наг}}$ , МВт	1990,1	1995,40	1999,1	1998,6	1984,8	2124,8	2137,1	2163,2
$P_2$ , отн.ед.	<b>0,6000</b>	<b>0,7000</b>	<b>0,7868</b>	<b>0,8271</b>	<b>0,9000</b>	<b>0,8406</b>	<b>0,9199</b>	<b>0,9907</b>
$k_Q$ ; $k$ , отн.ед.	1,0301	1,0350	1,0393	1,0413	<b>1,0448</b>	<b>1,0000</b>	1,0000	1,0000
$U_1$ , кВ	777,4	782,2	786,1	787,5	787,5	779,8	782,1	786,8
$Q_2$ , отн.ед.	0,1995	0,1637	0,1348	0,1088	0,0720	0,01089	-0,0418	-0,0940
$Q_2$ , Мвар	397,0	326,7	269,38	217,5	142,9	+23,15	-89,39	-203,39
$Q_1$ , Мвар	-397,0	-327,1	-269,4	-217,5	-142,9	-316,36	-226,66	-141,11
$U_{\text{ср.ка}}$ , кВ	780,3	780,70	781,00	779,8	775,9	785,67	784,48	787,16
$\Delta P_{\text{наг}}$ , МВт	34,6	46,18	58,10	64,41	<b>76,00</b>	<b>74,54</b>	90,77	107,93
$P_1$ , МВт	1228,6	1443,2	1631,1	1717,4	1862,0	1860,54	2056,77	2250,93
$\Delta P_{\text{общ}}/P_2$ , %	2,29	3,306	3,90	3,90	4,255	4,174	4,413	5,04

режимных параметров, соответствующих минимальным потерям.

Процедура минимизации общих потерь активной мощности при нагреве и коронировании проводов для заданной передаваемой мощности в исходном нормальном режиме предлагается двухэтапной. На 1-м этапе рассчитываются оптимальное напряжение на одном из концов ВЛ, соответствующая концевая реактивная мощность, среднее квадратичное напряжение (для сочетания  $P_{*2}$  и  $L$  вне области  $v \leq 5\%$  (рис. 1) и возможные минимальные общие потери при эквивалентной активной проводимости, принимаемой независимой от напряжения. 2-й этап заключается в дискретном понижении концевого напряжения по сравнению с оптимальным значением и в корректировании активной проводимости, существенно нелинейно зависящей от напряжения; уточняются рассчитанные возможные минимальные потери и выявляются их действительные значения.

При средних значениях передаваемой активной мощности 1-й этап может отсутствовать из-за превышения оптимальным значением напряжения упомянутых длительно допустимых значений напряжения. На 2-м этапе может оказаться, что действительные минимальные потери будут незначительно отличаться от потерь в исходном режиме. Тогда теряется смысл технической реализации достижения минимальных потерь в

случае кратковременных неблагоприятных погодных условий.

Режим 4 принимается исходным в расчётах общих потерь в рамках предложенной процедуры. Ниже изложена последовательность расчетов, приводятся и анализируются полученные результаты.

**Этап 1.** Для выбранного значения  $U_2$  рассчитываются  $P_{\text{нагр}}, P_{2*}$  и  $k_Q$ , затем  $Q_{2*}$  и  $Q_2, Q_{1*}$  и  $Q_1$ .

Вычисляются нагрузочные потери, потери на корону и общие потери:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \frac{r_0}{2x_0} S_{\text{баз}} [(\lambda - \sin \lambda \cos \lambda) + (P_{2*}^2 + Q_{2*}^2) \times$$

$$\times (\lambda + \sin \lambda \cos \lambda) - 2 Q_{2*} \sin^2 \lambda + P_{2*} \frac{g_0}{2b_0} (\lambda^2 + \sin^2 \lambda)]; \quad (9)$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{g_0}{2b_0} S_{\text{баз}} [(\lambda + \sin \lambda \cos \lambda) + (P_{2*}^2 + Q_{2*}^2) \times$$

$$\times (\lambda - \sin \lambda \cos \lambda) + 2 Q_{2*} \sin^2 \lambda + P_{2*} \frac{r_0}{2x_0} \lambda^2 + \sin^2 \lambda]; \quad (9a)$$

$$\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{кор}}; \quad S_{\text{баз}} = P_{\text{нат}} = \frac{U_2^2}{Z_B}. \quad (10)$$

Рассчитываются  $U_1, P_1, \Delta P_{\text{кор}} / \Delta P_{\text{общ}}, \Delta P_{\text{к.уд}}$ .  
Результаты расчётов показаны в табл. 3.

Таблица 3

**Результаты расчёта общих потерь активной мощности в ВЛ 750 кВ длиной 525 км при передаче мощности  $P_2 = 1653$  МВт и  $r_0/x_0 = 0,085$**

**Calculated total active power losses for the 525 km 750 kV OHL. Active power flow at the receiving end  $P_2 = 1653$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$**

Параметр	Режимы									
	1	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$U_2$ , кВ	756,3	756,3	756,3	756,3	756,3	<b>747,65</b>	730,1	712,6	695,1	<b>670,0</b>
$P_2$ , отн.ед.	0,8271	0,8271	0,8271	0,8271	0,8271	0,8464	0,8875	0,9316	0,9792	1,0539
$k_Q$ , отн.ед.	1,0413	1,0405	1,0404	1,0401	1,0413	1,0406	1,0426	1,0447	1,0469	1,0504
$U_1$ , кВ	<b>787,5</b>	787,0	786,8	786,6	<b>787,5</b>	778,0	761,2	744,4	727,7	703,8
$Q_2$ , отн.ед.	0,1040	0,0987	0,0982	0,0962	0,0972	0,0875	0,0628	0,0384	0,0103	-0,0379
$Q_2$ , Мвар	208,0	197,3	196,2	192,3	194,2	170,8	117,0	68,0	17,4	-59,4
$Q_1$ , Мвар	-211,0	-197,0	-196,0	-192,0	-194,0	-171,2	-117,0	-68,0	-17,4	+59,4
$U_{\text{ср.кв}}$ , кВ	779,8	778,8	778,7	778,4	778,8	769,1	750,1	731,3	712,3	684,7
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	64,6	65,2	65,46	65,6	66,1	67,6	71,1	74,6	78,8	85,5
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	<b>0</b>	33,1	39,85	49,9	66,4	64,8	61,5	58,5	55,4	51,1
$\Delta P_{\text{общ}}$ , МВт	64,6	98,3	105,3	115,5	132,5	<b>132,4</b>	132,6	133,1	134,2	136,6
$P_1$ , МВт	1717,6	1751,3	1758,3	1768,5	1785,5	1785,4	1785,6	1786,1	1787,2	1789,6
$\Delta P_{\text{кор}} / \Delta P_{\text{общ}}$	0	0,337	0,378	0,432	0,501	0,489	0,464	0,440	0,413	0,374
$\Delta P_{\text{к.уд}}$ , кВт/км	0	63,0	75,9	94,9	126,5	<b>123,4</b>	117,2	111,2	105,3	98,1
$g_{\sigma_0} / r_0 b_0$	0	0,333	0,40	0,50	0,6667					
$g_0 / b_0$	0	0,0283	0,0340	0,0425	0,05667					
$\alpha_0 L$ , рад	0,0254	0,0320	0,0336	0,0360	0,04002					
$-\text{tg} \varphi_c$	0,0425	0,0283	0,0255	0,0212	0,014165					

Анализируя табл. 3, следует отметить, что зависимость общих потерь от напряжения проявляется слабо при неизменной интенсивности коронирования. Так для значений  $U_2$ , равных 756,3; **747,6** и 730,1 кВ (режимы 7–9), общие потери одинаковы. Дополнительное понижение напряжения вплоть до наименьшего технически допустимого значения **670** кВ ведет к увеличению общих потерь от **132,4** до 136,6 МВт, т.е. понижение потерь от коронирования перекрывается повышением нагрузочных потерь. Предварительно можно заключить, что для минимизации общих потерь снижение напряжения  $U_2$  от значения в исходном режиме 756,3 кВ не оправдывается, если заданная активная проводимость при этом принимается неизменной.

**Этап 2.** Для выбранного значения  $U_2$  рассчитываются  $P_{\text{нат}}$ ,  $P_2$  и  $k_Q$ ;  $Q_2^*$  и  $Q_2$ ,  $Q_1^*$  и  $Q_1$ ;  $U_{\text{ср.кв}}$ . Начальный расчёт выполняется для исходного режима и заданной интенсивности коронирования.

Для нового сниженного значения  $U_2$  расчёты повторяются и выполняется коррекция значения  $g_0/b_0$ :

$$(g_0/b_0)_{i+1} = (g_0/b_0)_i (U_{\text{ср.кв}(i+1)} / U_{\text{ср.кв}(i)})^3. \quad (11)$$

Уточняются значения  $\alpha_0 L$  и  $\text{tg}\varphi_2$ , повторяются расчёты  $k_Q$ ,  $Q_2^*$  и  $U_{\text{ср.кв}}$ . Последнее сравнивается с  $U_{\text{ср.кв}(i+1)}$ , и при их практическом совпадении итерации прекра-

щаются; в противном случае проводится новое уточнение значения  $g_0/b_0$  и выполняется следующая итерация.

Рассчитываются  $\Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\Sigma}$ ;  $U_1$ ,  $P_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_1^*$  и  $Q_1$ ;  $\Delta P_{\text{кор}} / \Delta P_{\text{общ}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.уд}}$ .

Результаты расчётов показаны в табл. 4.

Анализ табл. 4 показывает, что учёт нелинейной зависимости активной проводимости от напряжения даёт иной результат в изменении общих потерь, нежели при постоянстве этой проводимости. Оказывается, что общие потери уменьшаются с понижением напряжения настолько, что их минимум обнаруживается при  $U_2 = 670$  кВ (режим 9), причём их снижение составляет 9,66 % (от 132,38 до 119,68 МВт). Удельные потери от коронирования уменьшаются от 126,6 до 67,05 кВт/км, т.е. почти в 2 раза. Естественно, степень снижения общих потерь определяется степенью интенсивности коронирования, и тогда минимальные общие потери будут выявляться при разных значениях напряжения  $U_2$ .

В табл. 5 представлены результаты расчётов параметров нескольких режимов, отличающихся минимальными общими потерями при различных интенсивностях коронирования, а на рис. 2 показаны зависимости этих потерь от напряжения  $U_2$ , изменяющегося в допустимых пределах. Приведённые зависимости свидетельствуют о том, что при степенях коронирования

Таблица 4

**Общие потери с учётом нелинейности активной проводимости ( $P_2 = 1653$  МВт,  $r_0/x_0 = 0,085$ )**

**Total active power losses with respect to line conductance non-linearity ( $P_2 = 1653$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$ )**

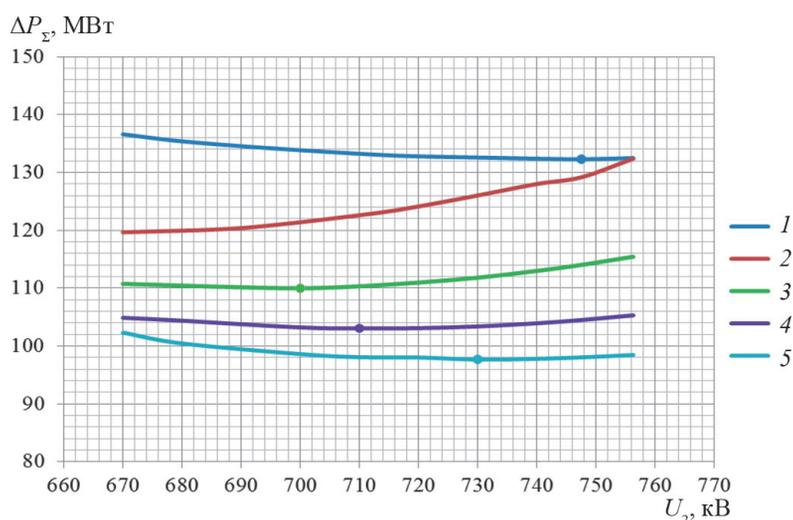
Параметры	Режимы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_2$ , кВ	756,3	<b>747,6</b>	740	730	720	712,6	695	685	<b>670</b>
$P_{\text{нат}}$ , МВт	1998,6	1953,11	1913,35	1861,98	1811,32	1774,28	1687,72	1639,5	1568,48
$P_2$ , отн.ед.	0,8271	0,84635	0,8640	0,88776	0,91259	0,93165	0,97943	1,0082	1,05388
$k_Q$ , отн.ед.	1,03974	1,04065	1,04159	1,04276	1,04400	1,04485	1,04732	1,0487	1,05099
$U_1$ , кВ	786,36	778,0	770,77	761,22	751,68	744,56	727,88	718,39	704,16
$Q_2^*$ , отн.ед.	0,09895	0,08983	0,08100	0,07642	0,06339	0,05277	0,02568	0,0083	-0,0208
$Q_2$ , Мвар	197,76	175,45	155,00	141,29	114,82	93,63	43,35	13,59	-32,63
$Q_1^*$ , Мвар	-197,8	-175,58	-154,90	-141,30	-114,80	-93,63	-43,35	-13,60	+32,63
$U_{\text{ср.кв}}$ , кВ	778,50	769,32	760,55	751,00	740,29	732,28	713,30	702,42	685,99
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	65,92	67,40	68,81	70,45	72,45	74,02	78,00	80,425	84,48
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	66,46	61,81	59,21	55,590	51,70	48,94	42,87	39,66	35,20
$\Delta P_{\text{общ}}$ , МВт	<b>132,38</b>	<b>129,20</b>	128,02	126,04	124,15	122,96	120,87	120,13	<b>119,68</b>
$P_1$ , МВт	1785,38	1782,2	1781,0	1779,0	1777,2	1776,0	1773,9	1773,1	1772,68
$\Delta P_{\text{общ}}/P_2$ , %	8,008	7,816	7,745	7,625	7,510	7,438	7,312	7,267	7,240
$\Delta P_{\text{кор}}/\Delta P_{\text{общ}}$	0,50204	0,4784	0,4625	0,4410	0,4164	0,3980	0,3547	0,3302	0,2941
$\Delta P_{\text{к.уд}}$ , кВт/км	126,6	117,70	112,78	105,88	98,47	93,22	81,66	75,545	67,05
$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	<b>0,6667</b>	0,6421	0,6218	0,5986	0,5919	0,5549	0,5374	0,5128	0,4561
$(g_0/b_0)$	0,05667	0,05458	0,05286	0,05088	0,04873	0,04716	0,04359	0,0416	0,03877
$\alpha_0 L$	0,04002	0,03943	0,03894	0,03838	0,03778	0,03734	0,03633	0,0358	0,03496
$-\text{tg}\varphi_2$	0,01417	0,01521	0,01697	0,01706	0,01814	0,01892	0,02070	0,0217	0,02311

Таблица 5

**Параметры исходных режимов и режимов с минимальными общими потерями при разной интенсивности коронирования при  $P_2 = 1653$  МВт,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+ 38 °С)**

**Load-flow parameters prior and after total loss reduction at different corona discharge intensity.  
 $P_2 = 1653$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+38 °C)**

Параметры	Режимы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$U_2$ , кВ	756,3	<b>730</b>	756,3	<b>710</b>	756,3	<b>700</b>	756,3	<b>670</b>
$P_{НАГ}$ , МВт	1998,6	1861,98	1998,6	1761,36	1998,6	1712,09	1998,6	1568,48
$P_2$ , отн.ед.	0,8271	0,88776	0,8271	0,93848	0,8271	0,96549	0,8271	1,05388
$k_{\varphi}$ , отн.ед.	1,0405	1,04351	1,04036	1,04586	1,04013	1,04693	1,03974	1,05099
$U_1$ , кВ	786,94	761,76	786,82	742,56	786,65	732,85	786,36	704,16
$Q_2$ , отн.ед.	0,1040	0,07375	0,09818	0,04535	0,10154	0,02857	0,09895	-0,0208
$Q_2$ , Мвар	207,88	137,33	196,2	79,87	202,93	48,91	197,76	-32,63
$Q_1$ , Мвар	-207,9	-137,3	-196,25	-79,9	-202,93	-48,9	-197,8	+32,63
$U_{ср.ка}$ , кВ	779,16	751,10	778,68	729,49	778,83	718,49	778,50	685,99
$\Delta P_{НАГ}$ , МВт	65,16	70,00	65,46	74,31	65,54	76,78	65,92	84,48
$\Delta P_{кор}$ , МВт	33,31	27,68	39,85	28,74	49,90	33,22	66,46	35,20
$\Delta P_{общ}$ , МВт	98,47	<b>97,68</b>	105,32	<b>103,05</b>	115,44	<b>110,00</b>	132,38	<b>119,68</b>
$\Delta\Delta P_{общ} / \Delta P_{общ}$ , %	–	<b>0,802</b>	–	<b>2,150</b>	–	<b>4,710</b>	–	<b>9,595</b>
$P_1$ , МВт	1751,47	1750,68	1758,3	1756,0	1768,4	1763,00	1785,38	1772,68
$\Delta P_{общ} / P_2$ , %	5,96	5,910	6,37	6,234	6,984	6,655	8,008	7,240
$\Delta P_{кор} / \Delta P_{общ}$ , отн.ед.	0,3383	0,2834	0,3784	0,2789	0,4323	0,3020	0,50204	0,2941
$\Delta P_{сут}$ , кВт/км	63,45	52,73	75,91	54,74	95,05	63,28	126,6	67,05
$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	<b>0,3333</b>	0,29853	<b>0,4000</b>	0,32898	<b>0,5000</b>	0,39235	<b>0,6667</b>	0,4561
$(g_0/b_0)$ , отн.ед.	0,02833	0,02538	0,0340	0,02796	0,0425	0,03335	0,05667	0,03877
$\alpha_0 L$	0,03202	0,03118	0,03362	0,03191	0,03602	0,03344	0,04002	0,03496
$-\text{tg}\varphi_2$	0,02833	0,02981	0,02550	0,02852	0,02125	0,02582	0,01417	0,02311



**Рис. 2.** Зависимости общих потерь активной мощности от напряжения в конце линии при передаваемой мощности 1653 МВт и  $r_0/x_0 = 0,085$ : 1 – интенсивность коронирования  $(g_0/b_0)/(r_0/x_0) = ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 2 –  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 3 –  $ikr = 0,500 = \text{var}$ ; 4 –  $ikr = 0,400 = \text{var}$ ; 5 –  $ikr = 0,333 = \text{var}$

**Fig. 2.** Total active power losses versus voltage at the line receiving end ( $P_2 = 1653$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$ ): 1 – corona intensity  $(g_0/b_0)/(r_0/x_0) = ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 2 –  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 3 –  $ikr = 0,500 = \text{var}$ ; 4 –  $ikr = 0,400 = \text{var}$ ; 5 –  $ikr = 0,333 = \text{var}$

0,333 и 0,4 общие потери меняются незначительно и достижение минимальных потерь не оправдано. Для степеней коронирования 0,5 и 0,667 минимальные потери могут быть обеспечены (они отличаются от потерь исходного режима на 4,71 и 9,59 % соответственно), но потребуется значительное понижение напряжения, что может вызвать технические трудности.

Представляет интерес вопрос о минимизации общих потерь в режимах передачи мощности, превышающей натуральную. В табл. 2 такой режим 8 указан:  $P_2 = 2143$  МВт,  $U_1 = U_2 = 786,8$  кВ,  $\Delta P_{\text{нагр}} = 107,9$  МВт. Расчёты выполнены для двух значений  $r_0/x_0$ : 0,085 и 0,07; степень коронирования принята 0,6667. Результаты представлены в табл. 6 и 7, а также на рис. 3.

По данным табл. 6 общие потери минимальны при  $U_1 = U_2 = 750$  кВ и равны 173,9 МВт, а потери в исходном режиме – 177,2 МВт, т.е. снижение составляет 1,84 %. При меньшем значении  $r_0/x_0 = 0,07$  (температура проводов  $-9$  °С) минимальные потери выявляются в диапазоне  $U_1 = U_2$  от 740 до 730 кВ и отличаются на 157,12 – 150,36 = 6,76 МВт (табл. 7) или на 4,3 %. Следовательно, уменьшение доли нагрузочных потерь в общих потерях приводит к усилению возможности достижения минимальных потерь даже в режимах передачи наибольших мощностей.

В табл. 7 также приведены результаты оценочных расчётов нагрузочных и общих потерь с использованием среднего квадратичного тока [8]:

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = (1/2)(k^2 + 1) + (1/\lambda + \text{ctg } \lambda) \times \times \{(1/2)(k^2 - 1) \text{ctg } \lambda - Q_2 - P_2(\alpha_0 L \text{ctg } \lambda - \text{tg } \varphi_z)\}; I_{\text{баз}} = U_2 / (z_B \sqrt{3}). \quad (12)$$

Общие потери вычисляются по выражению

$$\Delta P_{\Sigma} = 3I_{\text{ср.кв}}^2 Lr_0 + U_{\text{ср.кв}}^2 Lg_0. \quad (13)$$

Результаты расчётов показывают, что оценочные нагрузочные потери превышают ранее полученные в среднем на 3,0 МВт, потери на корону незначительно увеличиваются, общие потери увеличиваются на ~ 2%. Этот факт объясняется отсутствием заметного влияния потерь коронирования на нагрузочные потери в расчётах по (12). Характер зависимости оценочных общих потерь сохраняется (рис. 3), т.е. минимальные потери проявляются в том же диапазоне значений напряжения.

Анализ полученных результатов позволяет предположить, что при средних передаваемых мощностях снижение напряжения будет проявляться в большей

Таблица 6

Параметры режимов для  $P_2 = 2143$  МВт,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+ 38 °С)  
Load-flow parameters for  $P_2 = 2143$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+38 °С)

Параметры	Режимы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_2$ , кВ	786,83	786,83	780	770	760	<b>750</b>	740	730	720
$P_{\text{нагр}}$ , МВт	2163,20	2163,20	2125,79	2071,63	2018,17	1965,41	1913,35	1861,98	1811,32
$P_2$ , отн.ед.	0,99067	0,99067	1,0081	1,03445	1,06185	1,09036	1,12003	1,15092	1,18311
$U_1$ , кВ	786,8	786,8	780	770	760	<b>750</b>	740	730	720
$Q_2$ , отн.ед.	-0,0940	-0,1027	-0,1163	-0,1376	-0,1606	-0,1854	-0,2125	-0,2419	-0,2742
$Q_2$ , Мвар	-203,39	-222,10	-247,25	-285,00	-324,03	-364,40	-406,59	-450,48	-496,57
$Q_1$ , Мвар	-141,11	-111,27	-84,43	-47,23	-8,75	+31,23	+72,76	+116,1	+161,7
$U_{\text{ср.кв}}$ , кВ	785,21	784,85	777,12	765,74	754,27	742,70	731,03	719,23	707,30
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	107,713	110,11	112,37	115,67	119,36	123,11	127,84	132,44	137,42
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	0	67,07	63,92	59,183	54,862	50,814	46,925	43,091	39,595
$\Delta P_{\text{общ}}$ , МВт	107,930	177,175	176,29	174,85	174,22	<b>173,92</b>	174,76	175,53	177,02
$P_1$ , МВт	2250,93	2320,2	2319,3	2317,8	2317,2	2316,9	2317,8	2318,5	2320,0
$\Delta P_{\text{общ}}/P_2$ , %	5,040	8,268	8,226	8,159	8,130	8,116	8,155	8,192	8,260
$\Delta P_{\text{кор}}/\Delta P_{\text{общ}}$ , отн.ед.	0	0,3785	0,3626	0,3385	0,3149	0,2922	0,2685	0,2455	0,2237
$\Delta P_{\text{уд}}$ , кВт/км	0	127,75	121,75	112,73	104,50	96,789	89,380	82,08	75,42
$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	0	0,6658	0,6475	0,6194	0,5919	0,5651	0,5388	0,5117	0,4867
$(g_0/b_0)$ , отн.ед.	0	<b>0,05659</b>	0,05504	0,05265	0,05031	0,04803	0,04580	0,04350	0,04137
$\alpha_0 L$	0,02401	0,04000	0,03956	0,03889	0,03823	0,03758	0,03695	0,03630	0,03570
$-\text{tg } \varphi_z$	0,04250	0,01420	0,01498	0,01618	0,01734	0,01845	0,01960	0,02075	0,02182

Таблица 7

Параметры режимов для  $P_2 = 2143$  МВт,  $r_0/x_0 = 0,07$  ( $-9$  °С)  
 Load-flow parameters for  $P_2 = 2143$  MW,  $r_0/x_0 = 0,07$  ( $-9$  °С)=

Параметры	Режимы								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_2$ , кВ	786,83	786,83	780	770	760	<b>750</b>	<b>740</b>	<b>730</b>	720
$P_{\text{НАГ}}$ , МВт	2163,20	2163,20	2125,79	2071,63	2018,17	1965,41	1861,98	1861,98	1811,32
$P_2$ , отн.ед.	0,9907	0,9907	1,0081	1,03445	1,06185	1,09036	1,15092	1,15092	1,18311
$U_1$ , кВ	786,8	786,8	780	770	760	750	<b>730</b>	<b>730</b>	720
$Q_2$ , отн.ед.	-0,0756	-0,0839	-0,0970	-0,1174	-0,1395	-0,1640	-0,1829	-0,2177	-0,2486
$Q_2$ , Мвар	-163,44	-181,49	-206,14	-243,26	-281,59	-322,27	-336,82	-405,40	-450,33
$Q_1$ , Мвар	-120,28	-89,025	-64,79	-28,220	+9,569	+49,72	+137,72	+131,83	+176,26
$U_{\text{ср.кв}}$ , кВ	786,07	785,21	777,50	766,14	754,71	743,139	725,80	719,80	707,91
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	87,85	89,602	91,399	94,192	97,170	100,384	105,101	107,43	111,379
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	0	67,518	64,053	59,467	55,101	50,964	45,262	43,36	39,857
$\Delta P_{\text{общ}}$ , МВт	87,85	157,121	155,453	153,66	152,271	151,35	<b>150,36</b>	<b>150,79</b>	151,24
$P_1$ , МВт	2230,85	2300,12	2298,45	2296,66	2295,27	2294,35	2293,36	2293,79	2294,24
$\Delta P_{\text{общ}}/P_2$ , %	4,099	7,332	7,254	7,170	7,106	7,062	7,016	7,036	7,057
$\Delta P_{\text{кор}}/\Delta P_{\text{общ}}$ , о. е.	0	0,4297	0,4120	0,3870	0,3619	0,3367	0,3010	0,2876	0,2635
$\Delta P_{\text{кв}}$ , кВт/км	0	128,606	122,00	113,270	104,95	97,074	86,213	82,586	75,918
$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	0	0,8096	0,7836	0,74965	0,71627	0,6838	0,6366	0,6264	0,5906
$(g_0/b_0)$	0	<b>0,05667</b>	0,05485	0,05248	0,05014	0,04787	0,04456	0,04346	0,04134
$\alpha_0 L$	0,01978	0,03578	0,03527	0,03460	0,03394	0,03330	0,03236	0,03205	0,03145
$-\text{tg}\varphi_2$	0,03500	0,00667	0,00757	0,00876	0,00993	0,01107	0,01272	0,01327	0,01433
$I_{\text{ср.кв}}$ , кА	1,61366	1,64300	1,65873	1,68285	1,70823	1,73619	1,77528	1,79327	1,82511
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	88,42	91,66	93,43	96,16	99,09	102,36	107,02	109,20	113,11
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	0	68,97	65,454	60,803	56,374	52,183	46,34	44,452	40,896
$\Delta P_{\Sigma}$ , МВт	88,42	160,64	158,88	156,97	155,464	154,542	<b>153,363</b>	<b>153,652</b>	154,008
$\Delta \Delta P_{\Sigma}$ , МВт	0,5707	3,516	3,43	3,31	3,193	3,194	3,00	2,862	2,768
$j$ , А/мм <sup>2</sup>	1,3391	1,3635	1,3765	1,3966	1,4176	1,4408	1,4733	1,4882	1,5146

степени на уменьшении общих потерь и на их минимальных значениях. В качестве примера рассматривается режим 1 (табл. 2):

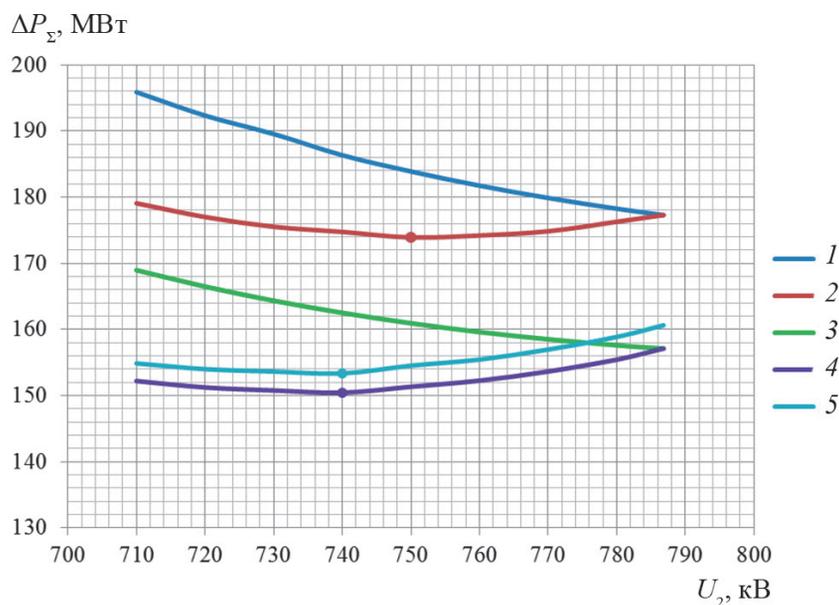
$$P_2 = 1194 \text{ МВт}, r_0/x_0 = 0,085 \text{ и } (g_0/b_0)/(r_0/x_0) = 0,333;$$

$$U_{2opt} = 21,333\sqrt{1194} = 737,15 \text{ кВ} \quad (4),$$

при этом минимальные общие потери  $\Delta P_{\text{общ}} = 68,20 = 36,23 + 31,97$  МВт. Результаты расчётов с учётом нелинейной зависимости эквивалентной активной проводимости от напряжения представлены в табл. 8.

Реальные минимальные потери могут иметь значение 61,47 МВт при  $U_2 = 670$  кВ, т.е. их можно снизить на 10 % по сравнению с потерями в исходном нормальном режиме работы, причём удельные потери коронирования уменьшаются от 64,13 до 34,84 кВт/км, т.е. почти в 2 раза. Таким образом, при сниженных нагрузочных потерях минимизация общих потерь является достижимой и обоснованной.

В некоторых работах задача минимизации общих потерь решается путём моделирования протяжённых линий СВН П-образными схемами замещения [11, 12]. При этом потери на корону учитываются сосредоточенными отборами мощности или же сосредоточенными активными проводимостями, подключаемыми по концам схемы замещения. Так, в [11] общие потери выражаются через величины внутренних активной и реактивной мощностей в конце линии, вводится выражение для  $U_1$  с учётом  $U_2$  и внутренних мощностей, а после преобразований получается выражение для расчёта общих потерь со сложными постоянными коэффициентами при режимных параметрах. Затем выполняется дифференцирование, аналогичное приведённому выше, т.е. нелинейность активной проводимости не учитывается. В [12] предлагается оригинальный, но усложнённый подход к минимизации общих потерь. Специфика подхода состоит в совместном примене-



**Рис. 3.** Зависимости общих потерь активной мощности от напряжения в конце линии при передаваемой мощности 2143 МВт: 1 –  $r_0/x_0 = 0,085$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 2 –  $r_0/x_0 = 0,085$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 3 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 4 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 5 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ , но оценочные потери, определяемые через средний квадратичный ток и среднее квадратичное напряжение

**Fig. 3.** Total active power losses versus voltage at the line receiving end ( $P_2 = 2143$  MW): 1 –  $r_0/x_0 = 0,085$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 2 –  $r_0/x_0 = 0,085$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 3 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{const}$ ; 4 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; 5 –  $r_0/x_0 = 0,070$ ;  $ikr = 0,6667 = \text{var}$ ; losses are estimated given mean-square current and mean-square voltage over line length

Таблица 8

**Параметры режимов для  $P_2 = 1194$  МВт,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+38°C)**

**Load-flow parameters for  $P_2 = 1194$  MW,  $r_0/x_0 = 0,085$  (+38 °C)**

Параметры	Режимы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$U_2$ , кВ	754,7	737,2	731	720	710	700	685	<b>670</b>
$P_{\text{НАГ}}$ , МВт	1990,1	1898,9	1867,1	1811,32	1761,36	1712,09	1639,50	1568,48
$P_2$ , отн.ед.	<b>0,600</b>	0,6288	0,6395	0,65919	0,67789	0,69739	0,72827	0,76124
$k_Q$ , отн.ед.	1,0296	1,0301	1,03152	1,03250	1,03343	1,03438	1,03593	1,03757
$U_1$ , кВ	777,0	760,0	754,00	743,40	733,74	724,08	709,61	695,17
$Q_2$ , отн.ед.	0,2028	0,1865	0,1829	0,17595	0,1691	0,1617	0,1495	0,13572
$Q_2$ , Мвар	403,5	354,1	341,5	318,70	297,85	276,87	245,1	212,88
$Q_1$ , Мвар	-403,5	-357,9	-341,5	-318,70	-297,85	-276,90	-245,1	-212,90
$U_{\text{ср.кв}}$ , кВ	780,3	761,6	755,17	743,69	733,18	722,75	707,00	691,24
$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	34,65	36,19	36,73	37,74	38,72	39,74	41,39	43,18
$\Delta P_{\text{кор}}$ , МВт	33,67	29,80	28,56	26,44	24,62	22,90	20,50	18,29
$\Delta P_{\text{общ}}$ , МВт	68,32	66,00	65,39	64,18	63,34	62,64	61,89	<b>61,47</b>
$P_1$ , МВт	1262,3	1260,0	1259,4	1258,18	1257,34	1256,64	1255,9	1255,47
$\Delta P_{\text{общ}}/P_2$ , %	5,722	5,53	5,476	5,376	5,305	5,246	5,183	5,148
$\Delta P_{\text{кор}}/\Delta P_{\text{общ}}$ , отн.ед.	0,4928	0,4515	0,4374	0,4112	0,3887	0,3656	0,3312	0,2976
$\Delta P_{\text{уд}}$ , кВт/км	64,13	56,76	54,40	50,37	46,89	43,62	39,042	34,84
$(g_0/b_0)/(r_0/x_0)$	<b>0,3333</b>	0,3107	0,3028	0,2893	0,2772	0,2654	0,2484	0,2321
$(g_0/b_0)$ , отн.ед.	0,02833	0,02641	0,02574	0,02459	0,02356	0,02256	0,02112	0,01973
$\alpha_0 L$	0,03202	0,03147	0,03128	0,03096	0,03067	0,03039	0,02998	0,02959
$-\text{tg}\varphi_z$	0,02833	0,02933	0,02963	0,03021	0,03072	0,03122	0,03194	0,03263

нии двух модельных представлений протяжённой ВЛ СВН: П-образная схема замещения и цепочечная схема с распределёнными параметрами. Потери на корону учитываются как сосредоточенные отборы мощности по концам П-образной схемы. Процедура минимизации общих потерь рассматривается как задача математического программирования с учётом ограничений по напряжению.

Принципиальным недостатком применения П-образной схемы замещения в расчётах режимов коронирующих ВЛ является то, что независимо от длины ВЛ и режима работы используется единственная П-схема. Если передаётся мощность, превышающая натуральную, значения напряжения по концам ВЛ оказываются большими, чем в промежуточных точках и, следовательно, сосредоточенные отборы мощности от коронирования имеют физическое обоснование. Наоборот, в режимах передачи мощности, меньше натуральной, в средней зоне протяжённой линии происходит повышение напряжения по сравнению с его значениями на концах и поэтому усиленное коронирование локализуется именно там. В таких режимах использование сосредоточенных отборов мощности от потерь коронирования на концах П-образной схемы ведет к дополнительным погрешностям в расчётах. По этой причине рекомендуется делить протяжённую ВЛ на короткие участки и на их стыках подключать рассредоточенные отборы мощности, моделирующие коронирование проводов [13]. Такой подход имеет дополнительное преимущество, так как позволяет реализовать учёт коронирования проводов при различных погодных условиях на отдельных участках протяжённой ВЛ СВН. В этой же работе [13] авторы предложили иной подход к учёту нелинейной зависимости потерь коронирования от изменения уровня напряжения на линии, заключающийся в моделировании этих потерь двумя независимыми составляющими: неизменной удельной активной проводимостью (см. выше) и рассредоточенными отборами активной мощности на границах участков цепочечной схемы замещения протяжённой ВЛ с учётом изменения напряжения вдоль ВЛ за счёт операции интегрирования. Разработана компьютерная программа, позволяющая корректно моделировать установившиеся режимы коронирующих ВЛ СВН в различных погодных условиях.

В [14] сделан акцент на определение потерь коронирования за счёт синхронных измерений [15, 16] активной мощности приборами универсального измерительного комплекса, размещёнными по концам линии. Разность показаний приборов является общими потерями активной мощности. Потери на корону определяются вычитанием из общих потерь нагрузочных потерь в активном сопротивлении продольной ветви П-образной схемы замещения ВЛ СВН с использованием в расчётах конечных значений измеренных режимных параметров, а не внутренних реактивных

мощностей П-образной схемы замещения, т.е. вносится дополнительная погрешность из-за неучёта влияния коронирования на нагрузочные потери.

При известном значении общих потерь активной мощности, получаемом как разность конечных активных мощностей, определяемых при их синхронных измерениях, разделение фактических общих потерь на составляющие можно выполнить итерационным методом. Расчёт начинается с вычисления нагрузочной составляющей общих потерь в предположении, что коронирование отсутствует, но с учётом возможного изменения температуры воздуха и, следовательно, удельного активного сопротивления проводов из-за ухудшения погоды. Предварительно рассчитывается (или принимается измеренное значение) конечная реактивная мощность, а также среднее квадратичное напряжение.

Затем определяется приблизительное значение составляющей потерь от коронирования вычитанием нагрузочных потерь из общих потерь; вычисляется начальное значение интенсивности коронирования. Далее выполняется уточняющий расчёт нагрузочных потерь по выражению (9) с учётом коронирования и новым вычитанием находятся уточнённые потери от короны, а также уточнённое значение интенсивности коронирования. В итерационном расчёте происходит последовательное приближение значения нагрузочных потерь до получения результата с заданной точностью. Окончательная величина интенсивности коронирования определяется из выражения (9а) при известных потерях от коронирования. Пример расчёта даётся в Приложении. По завершении расчёта начинается этап минимизации общих потерь за счёт дискретного понижения конечных напряжений.

В статье намеренно не затрагиваются вопросы, связанные с определением удельных средних годовых и текущих потерь активной мощности из-за коронирования проводов. Этой теме посвящены многие научные публикации, например [17–19]. Существует несколько вариантов методических разработок для вычисления этих потерь с результатами, которые отличаются большим разбросом значений. То же относится и к результатам измерений потерь на опытных участках ВЛ, так как применялись различные измерительные устройства.

Авторы методических разработок, специалисты техники высоких напряжений неоднократно участвовали в дискуссиях о преимуществах и недостатках подходов в своих исследованиях. Указанные противоречия не устранены до сих пор.

В [20–23] излагаются сведения о расчётах потерь активной мощности и электроэнергии, о мероприятиях по их снижению применительно к электрическим сетям разных классов номинального напряжения и об инновационном подходе при минимизации потерь активной мощности в сложных электрических сетях.

В [22] обстоятельно излагаются современное состояние и проблемные вопросы автоматической оптимизации установившихся режимов работы Единой национальной электрической сети России.

**Рекомендации** по практическому применению предложенного подхода состоят в следующем. Для выбранных ВЛ СВН создаётся база данных, в которой для характерных нормальных режимов работы каждой ВЛ путём варьирования интенсивности коронирования определяются и заполняются расчётные данные об удельных потерях от коронирования проводов и общих потерях до снижения значений конечных напряжений и после их снижения с целью минимизации общих потерь. В базу данных закладывается информация о рассчитанных или измеренных удельных потерях, соответствующих видам погоды, характерным для местности прохождения трассы ВЛ. Автоматизированное сопоставление двух типов данных позволяет диспетчеру принимать решения о целесообразности управления конечными напряжениями с учётом прогнозируемой продолжительности неблагоприятных погодных условий.

**Пример расчёта 1.** Первый этап минимизации. Параметры исходного режима – в табл. 3, режим 7.

1. Рассчитывается среднее квадратичное напряжение (2):

$$U_{\text{ср.кв}}^2 = 756,3^2 \left\{ \frac{1+1,0413^2}{2} + \left[ \frac{1-1,0413^2}{2} \text{ctg}0,565 + 0,0972 + 0,8271(0,04002 \text{ctg}0,565 + 0,01416) \right] \left( \frac{1}{0,565} - \text{ctg}0,565 \right) \right\} =$$

$$= 756,3^2 \{ 1,042153 +$$

$$+ [-0,042153 \times 1,57744 + 0,0972 +$$

$$+ 0,8271 \cdot 0,077294] \cdot 0,19247 \} =$$

$$= 778,79^2 \text{ (кВ)}^2.$$

Вычисляется оптимальное напряжение (4):

$$(U_{2\text{opt}})^2 = 1653 \times$$

$$\times \frac{286,2[0,04002 - (-0,01416)(\sin 0,565) \cos 0,565]}{\sqrt{(0,04002)^2 - (-0,01416 \cdot \sin 0,565)^2}} =$$

$$= 747,65^2 \text{ (кВ)}^2.$$

Определяются минимальные общие потери активной мощности (6):

$$\Delta P_{\text{min}} = 1653 \{ 2 \sqrt{(0,04002)^2 - (-0,01416)^2 \sin^2 0,565} +$$

$$+ (0,085)(0,05667)(0,565^2 + \sin^2 0,565) / 2 \} = 132,32 \text{ МВт}.$$

2. Расчёт параметров режима 8 (табл. 3).

Рассчитывается реактивная мощность (5):

$$Q_{2\text{opt}} = - (747,65^2 / 286,2) \times$$

$$\times \frac{(-0,01416) \sin^2 0,565}{0,04002 - (-0,01416)(\sin 0,565) \cos 0,565} =$$

$$= 1953,11 \cdot \frac{0,004059}{0,046423} = 1953,11 \cdot 0,08744 =$$

$$= 170,78 \text{ Мвар}.$$

Вычисляется перепад напряжения (8):

$$k_Q = \sqrt{1 + 2 \cdot (1653 / 1953,11) \times$$

$$\times (0,04002 - (-0,01416) \text{tg} 0,565)} =$$

$$= \sqrt{1 + 2 \cdot (0,8464) \cdot 0,048996} = 1,04065 ;$$

$$U_1 = U_2 k_Q = 778,0 \text{ кВ}.$$

Рассчитываются нагрузочные потери активной мощности (9):

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 0,0425 \cdot 1953,11 \cdot [(0,565 - \sin 0,565 \times$$

$$\times \cos 0,565) + (0,8464^2 + 0,08744^2) \cdot (0,565 +$$

$$+ \sin 0,565 \cdot \cos 0,565) - 2 \cdot 0,08744 \times$$

$$\times \sin^2 0,565 + 0,8464 \cdot 0,028335 \cdot (0,565^2 + \sin^2 0,565)] =$$

$$= 83,007 \cdot [0,1128 + 0,72414 \cdot 1,01721 -$$

$$- 0,08744 \cdot 0,57334 + 0,84646 \cdot 0,017168] = 67,55 \text{ МВт}.$$

Рассчитываются потери от коронирования проводов (9а):

$$\Delta P_{\text{кор}} = 0,028335 \cdot 1953,11 \cdot [1,01721 +$$

$$+ 0,72414 \cdot 0,1128 + 0,08744 \cdot 0,57334 +$$

$$+ 0,84646 \cdot 0,02575] = 64,80 \text{ МВт}.$$

Общие потери активной мощности  $\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{кор}} = 67,55 + 64,80 = 132,35 \text{ МВт}$ , т.е. совпадают значения общих потерь, рассчитанные для составляющих потерь и по выражению (6).

**Пример расчёта 2.** Повторяется расчёт режима № 8 (табл. 3), но с введением коррекции удельной активной проводимости, учитывающей нелинейную зависимость этой проводимости от напряжения.

1. Рассчитывается новое значение среднего квадратичного напряжения (2а):

$$U_{\text{ср.кв}}^2 = 747,65^2 \times$$

$$\times \left\{ \frac{1+1,0406^2}{2} + 0,08464 \times \right.$$

$$\left. \times \left( \frac{1}{0,565} - \text{ctg} 0,565 \right) \right\} = (769,09)^2 \text{ (кВ)}^2.$$

2. Выполняется коррекция (выражение 11) и уточняются волновые параметры:

$$(g_0/b_0)_1 = (0,05667)(769,09/778,79)^3 = \\ = (0,05667)0,9631 = 0,05458;$$

$$\alpha_0 L = \frac{0,565}{2}(0,085 + 0,05458) = 0,03943;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_Z = -\frac{1}{2}(0,085 - 0,05458) = -0,01521.$$

3. Уточняется перепад напряжения:

$$k_Q = \sqrt{1 + 2 \cdot (1653/1953,11) \times \\ \times (0,03943 - (-0,01521) \operatorname{tg} 0,565)} = \\ = \sqrt{1 + 2 \cdot (0,8464) \cdot 0,048996} = 1,04071; \\ U_1 = U_2 k_Q = 778,08 \text{ кВ}.$$

4. Пересчитывается значение реактивной мощности [6]:

$$Q_2^* = -a \operatorname{ctg} \lambda + \sqrt{b \frac{k^2}{\sin^2 \lambda} - \left\{ P_2^* + b \left[ \frac{\alpha_0 L}{\sin^2 \lambda} - \frac{\operatorname{tg} \varphi_Z}{\operatorname{tg} \lambda} \right] \right\}^2}; \\ a = 1 - \left( \frac{r_0}{x_0} \right)^2 \left( 1 + \frac{\lambda^2}{6} \right) = 1 - \\ - (0,085)^2 \left( 1 + \frac{0,565^2}{6} \right) = 0,99239; \\ b = 1 - \left( \frac{r_0}{x_0} \right)^2 \left( 1 - \frac{\lambda^2}{3} \right) = \\ = 1 - (0,085)^2 \left( 1 - \frac{0,565^2}{3} \right) = 0,993544; \\ Q_2^* = -a \operatorname{ctg} 0,565 + \\ + \sqrt{b \frac{1,0407^2}{\sin^2 0,565} - \left\{ 0,8464 + b \left[ \frac{0,03943}{\sin^2 0,565} + \frac{0,01521}{\operatorname{tg} 0,565} \right] \right\}^2} = \\ = 0,08983.$$

5. Обновляется значение среднего квадратичного напряжения:

$$U_{\text{ср.кв}}^2 = 747,65^2 \left\{ \frac{1 + 1,0407^2}{2} + \right. \\ \left. + 0,08983 \left( \frac{1}{0,565} - \operatorname{ctg} 0,565 \right) \right\} = (769,32)^2.$$

Поскольку отношение последующего и предыдущего значений среднего квадратичного напряжения, возведённое в 3-ю степень, составляет  $(769,32/769,09)^3 = 1,000897$ , дальнейшее уточнение волновых параметров  $\alpha_0 L$  и  $\operatorname{tg} \varphi_Z$  не требуется.

6. Рассчитываются составляющие потерь активной мощности и другие режимные параметры:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 0,0425 \cdot 1953,11 \cdot [(0,565 - \sin 0,565 \cos 0,565) + \\ + (0,84646^2 + 0,08983^2) (0,565 + \\ + \sin 0,565 \cdot \cos 0,565) - 2 \cdot 0,08983 \cdot \sin^2 0,565 + \\ + 0,84646 \cdot 0,02729 \cdot (0,565^2 + \sin^2 0,565)] = \\ = 83,007 \cdot [0,1128 + 0,724564 \cdot 1,01721 - \\ - 0,08983 \cdot 0,57334 + 0,84646 \cdot 0,016535] = 67,43 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{\text{кор}} = 0,02729 \cdot 1953,11 \cdot [1,01721 + \\ + 0,72456 \cdot 0,1128 + 0,08983 \cdot 0,57334 + \\ + 0,84646 \cdot 0,02575] = 62,48 \text{ МВт}.$$

Общие потери активной мощности:  $\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{кор}} = 67,43 + 62,48 = 129,91 \text{ МВт}$ .

**Вывод:** потери на корону снизились на 2,32 МВт (3,58 %), нагрузочные потери изменились незначительно.

Реактивная мощность в конце линии  $Q_2 = 0,08983 \times 1953,11 = 175,45 \text{ Мвар}$ .

В начале линии такая мощность рассчитывается иначе [6]:

$$Q_1^* \approx (k^2 - 1) \operatorname{ctg} \lambda - Q_2^* - 2P[\alpha_0 L \operatorname{ctg} \lambda - \operatorname{tg} \varphi_Z] = \\ = (1,0407^2 - 1) \operatorname{ctg} 0,565 - 0,08983 - \\ - 2 \cdot 0,84646 [0,03943 \cdot 1,57744 + 0,01521] = -0,89827; \\ Q_1 = -175,44 \text{ Мвар}.$$

Активная мощность в начале линии:  $P_1 = P_2^* + \Delta P_{\text{общ}} = 1653 + 129,9 = 1782,9 \text{ МВт}$ .

Напряжение в начале линии:  $U_1 = 747,65 \cdot 1,0407 = 778,09 \text{ кВ}$ .

Относительные значения потерь активной мощности:

$$(\Delta P_{\text{общ}}/P_2) \cdot 100 = 100 \cdot 129,9/1653 = 7,86 \%;$$

$$\Delta P_{\text{кор}}/\Delta P_{\text{общ}} = 62,48/129,91 = 0,481;$$

$$\Delta P_{\text{куд}} = \Delta P_{\text{кор}}/L = 1000 \cdot 62,48/525 = 119,0 \text{ кВт/км}.$$

**Пример расчёта 3.** В исходном нормальном режиме (табл. 3, режим 1) температура проводов  $+38^\circ \text{C}$ . Предполагается, что погодные условия соответствуют летнему полдню: светит солнце, нагревая провода, ветер слабый. Коронирование проводов отсутствует. Начинается гроза: ветер усиливается, идёт дождь, температура проводов опускается до  $+20^\circ \text{C}$ . Возникает местное коронирование проводов, интенсивность которого требуется определить.

Оперативный персонал проводит синхронное измерение концевых активных мощностей, причём мощность в начале линии сохраняется неизменной. Общие потери (нагрузочные и на корону) как разность концевых мощностей составляют 100 МВт. Активная мощность в конце ВЛ  $P_2 = 1717,4 - 100 = 1617,4 \text{ МВт}$ . Базисная мощность  $P_{\text{нат}} = 1998,6 \text{ МВт}$  (табл. 2, режим 4 по значениям напряжения) и  $P_2^* = 0,8093$ .

Необходимо изменить значение удельного активного сопротивления. При температуре +20 °С отношение  $r_0/x_0 = 0,0791$ . Поправочные коэффициенты уточняются:

$$a = 1 - \left(\frac{r_0}{x_0}\right)^2 \left(1 + \frac{\lambda^2}{6}\right) = 1 - (0,0791)^2 \left(1 + \frac{0,565^2}{6}\right) = 0,99341;$$

$$b = 1 - \left(\frac{r_0}{x_0}\right)^2 \left(1 - \frac{\lambda^2}{3}\right) = 1 - (0,0791)^2 \left(1 - \frac{0,565^2}{3}\right) = 0,99441.$$

Относительное значение реактивной мощности в конце ВЛ (табл. 3, режим 1, но при новом значении  $P_2^*$ ):

$$Q_2^* = -a \operatorname{ctg} 0,565 +$$

$$+ \sqrt{b \frac{1,0413^2}{\sin^2 0,565} - \left\{0,8093 + b \left[\frac{0,0240}{\sin^2 0,565} + \frac{0,0425}{\operatorname{tg} 0,565}\right]\right\}^2} = 0,1244.$$

Среднее квадратичное напряжение по выражению (2):

$$U_{\text{ср.кв.}}^2 = 756,3^2 \left\{ \frac{1+1,0413^2}{2} + \left[ \frac{1-1,0413^2}{2} \operatorname{ctg} 0,565 + 0,1244 + 0,8093 \cdot (0,024 \cdot \operatorname{ctg} 0,565 + 0,0425) \right] \times \left( \frac{1}{0,565} - \operatorname{ctg} 0,565 \right) \right\} =$$

$$= 756,3^2 \left\{ 1,04215 + \left[ \frac{-0,04215 \cdot 1,57744 + 0,1244 + 0,8093 \cdot 0,080359}{0,565} \right] \cdot 0,19247 \right\} =$$

$$= 780,79^2 \text{ (кВ)}^2.$$

Рассчитываются нагрузочные потери активной мощности в отсутствие коронирования:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 0,03955 \cdot 1998,57 \cdot [(0,565 - \sin 0,565 \cdot \cos 0,565) + (0,8093^2 + 0,1244^2) \cdot (0,565 + \sin 0,565 \cdot \cos 0,565) - 2 \cdot 0,1244 \cdot \sin^2 0,565 + 0,8093 \cdot 0 \cdot (0,565^2 + \sin^2 0,565)] =$$

$$= 79,043 \cdot [0,1128 + 0,67044 \cdot 1,01721 - 0,1244 \cdot 0,57334 + 0] =$$

$$= 57,18 \text{ МВт}.$$

Оценочные потери от коронирования  $\Delta P_{\text{кор}} = 100 - 57,18 \approx 42,82$  МВт и отношение

$$\frac{g_{0\text{эвк}}}{b_0} = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{b_0 L U_{\text{ср.кв.}}^2} = \frac{42,82 \cdot 10^6}{3,76 \cdot 525 \cdot (780,8)^2} = 0,03558.$$

Теперь значения

$$\alpha_0 L = \frac{0,565}{2} (0,0791 + 0,03558) = 0,03240;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_Z = -\frac{1}{2} (0,0791 - 0,03558) = -0,02176.$$

Уточняется относительное значение реактивной мощности с учётом коронирования:

$$Q_2^* = -a \operatorname{ctg} 0,565 +$$

$$+ \sqrt{b \frac{1,0413^2}{\sin^2 0,565} - \left\{0,8093 + b \left[\frac{0,03240}{\sin^2 0,565} + \frac{0,02176}{\operatorname{tg} 0,565}\right]\right\}^2} = 0,12046.$$

Корректируется значение среднего квадратичного напряжения:

$$U_{\text{ср.кв.}}^2 = 756,3^2 \{1,04215 + [-0,04215 \operatorname{ctg} 0,565 + 0,12046 + 0,8093 (0,03240 \operatorname{ctg} 0,565 + 0,02176)] \cdot \left(\frac{1}{0,565} - \operatorname{ctg} 0,565\right)\} = 780,08^2 \text{ (кВ)}^2;$$

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 79,043 \cdot [0,1128 + (0,8093^2 + 0,12046^2) \times 1,01721 - 0,12046 \cdot 0,57334 + 0,8093 \cdot \frac{0,03558}{2} \cdot 0,6059] = 57,98 \text{ МВт}.$$

Обновляются значения расчётных величин:

$$\Delta P_{\text{кор}} = 100 - 57,98 \approx 42,02 \text{ МВт};$$

$$\frac{g_{0\text{эвк}}}{b_0} = \frac{42,02 \cdot 10^6}{3,76 \cdot 525 \cdot (780,1)^2} = 0,03498;$$

$$\alpha_0 L = \frac{0,565}{2} (0,0791 + 0,03498) = 0,03223;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_Z = -\frac{1}{2} (0,0791 - 0,03498) = -0,02206;$$

$$Q_2^* = -a \operatorname{ctg} 0,565 +$$

$$+ \sqrt{b \frac{1,0413^2}{\sin^2 0,565} - \left\{0,8093 + b \left[\frac{0,03223}{\sin^2 0,565} + \frac{0,02206}{\operatorname{tg} 0,565}\right]\right\}^2} = 0,12056;$$

$$U_{\text{ср.кв.}}^2 = 756,3^2 \{1,04215 + [-0,04215 \operatorname{ctg} 0,565 + 0,12056 + 0,8093 (0,03223 \operatorname{ctg} 0,565 + 0,02206)] \cdot \left(\frac{1}{0,565} - \operatorname{ctg} 0,565\right)\} = 780,09^2 \text{ (кВ)}^2;$$

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 79,043 \cdot [0,1128 + (0,8093^2 + 0,12056^2) \times 1,01721 - 0,12056 \cdot 0,57334 + 0,8093 \cdot \frac{0,03498}{2} \cdot 0,6059] = 57,96 \text{ МВт}.$$

**Вывод.** Значения нагрузочных потерь двух последних итераций совпадают, и дальнейшее их уточнение не требуется. Потери от коронирования вычисляются точно:

$$\Delta P_{\text{кор}} = 100 - 57,96 = 42,04 \text{ МВт.}$$

Окончательное значение отношения удельных проводимостей ( $g_0/b_0$ ) определяется из (9а) составляющей общих потерь от коронирования:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{g_0}{2b_0} \cdot 1998,57 \cdot [1,01721 + (0,8093^2 +$$

$$+ 0,12056^2) \cdot 0,1128 + 0,12056 \cdot 0,57334 +$$

$$+ 0,8093 \cdot 0,03955 \cdot 0,6059] = 42,04 \text{ МВт};$$

$$g_0 / b_0 = \frac{2 \cdot 42,04}{1998,57 \cdot 1,18124} = 0,03562;$$

$$\alpha_0 L = \frac{0,565}{2} (0,0791 + 0,03562) = 0,032407;$$

$$\text{tg}\varphi_Z = -\frac{1}{2} (0,0791 - 0,03562) = -0,021742.$$

Реактивные мощности по концам линии:

$$Q_2 = 0,12056 \cdot 1998,57 = +240,89 \text{ Мвар};$$

$$Q_1^* \approx (k^2 - 1) \text{ctg}\lambda - Q_2^* - 2P_2^* [\alpha_0 L \text{ctg}\lambda - \text{tg}\varphi_Z] =$$

$$= (1,0413^2 - 1) \text{ctg}0,565 - 0,12056 - 2 \cdot 0,8093 \times$$

$$\times [0,032407 \cdot 1,57744 + 0,021742] = -0,1055.$$

$$Q_1 = -210,90 \text{ Мвар.}$$

Относительные значения потерь активной мощности:

$$(\Delta P_{\text{общ}} / P_2) \cdot 100 = 100 \cdot 100,0 / 1617,4 = 6,18 \%;$$

$$\Delta P_{\text{кор}} / \Delta P_{\text{общ}} = 42,04 / 100,0 = 0,420;$$

$$\Delta P_{\text{куд}} = \Delta P_{\text{кор}} / L = 1000 \cdot 42,04 / 525 = 80,1 \text{ кВт/км.}$$

Интенсивность коронирования

$$\frac{g_0}{b_0} / \frac{r_0}{x_0} = \frac{0,03562}{0,0791} = 0,450.$$

**Выводы.** Интегрированием математической зависимости изменения напряжения вдоль линии электропередачи показано, что поперечная удельная активная проводимость может обоснованно применяться для моделирования потерь от коронирования проводов в нормальных режимах работы воздушных линий СВН короткой и средней протяжённости.

Задача минимизации общих потерь активной мощности от нагрева и коронирования проводов в длинной линии по двум режимным параметрам имеет строгое решение, но действующие режимно-технические ограничения по напряжению сужают реальные возможности достижения условно минимальных потерь.

Известная нелинейность зависимости от напряжения средних годовых потерь активной мощности при коронировании проводов (5-я степень) означает непригодность моделирования этих потерь неизменной активной удельной проводимостью в расчётах по выявлению действительных минимальных значений общих потерь.

Предлагаемая методика минимизации общих потерь отличается итерационным дискретным понижением конечного напряжения от его значения в исходном нормальном режиме работы без коронирования с введением коррекции удельной активной проводимости, соответствующей интенсивности возникающего коронирования в изменившихся погодных условиях.

Активная проводимость в общем случае корректируется умножением её предыдущего значения на отношение среднего квадратичного напряжения на предыдущей и последующей итерациях, возведённого в 3-ю степень.

Анализ результатов серии расчётов для характерных режимов работы обычной ЛЭП напряжением 750 кВ протяжённостью 525 км показал, что минимальные общие потери активной мощности могут быть выявлены практически во всех расчётных режимах.

Целесообразность управления уровнем напряжения с целью минимизации общих потерь активной мощности при усиленном коронировании проводов определяется проявлением трёх независимых факторов: передаваемой активной мощности, интенсивности коронирования и продолжительности ухудшения погодных условий.

Неизвестная интенсивность коронирования проводов при известном значении общих потерь мощности может быть вычислена итерационным методом с учётом влияния потерь от коронирования на значения нагрузочных потерь.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зарудский Г.К., Сыромятников С.Ю. Уточнение выражений для расчёта температуры проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения. – Вестник МЭИ, 2008, № 2, с. 37–42.
2. Kotni L. A Proposed Algorithm for an Overhead Transmission Line Conductor Temperature Rise Calculation. – International Transactions on Electrical Energy Systems, 2014, vol. 24, pp. 578–596.
3. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем. М.: Высшая школа, 1990, 304 с.
4. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренци А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ. М.: Энергия, 1974, 472 с.
5. Афанасьев Д.А., Зарудский Г.К. К методике оценки потерь активной мощности на корону на воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2001, № 1, с. 11–13.
6. Методика расчёта нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях (Утв. Приказом Минпромэнерго России от 03.02.2005 № 21).
7. И 34-70-030-87. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений [Электрон. ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031469> (дата обращения 03.11.21).
8. Зарудский Г.К. Анализ изменения режимных параметров воздушных линий сверхвысокого напряжения. – Электричество, 1998, № 5, с. 2–8.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2012, 376 с.
10. Александров Г.Н. и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Л.: Энергоатомиздат, 1983, 368 с.

11. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. М.: Издательский дом МЭИ, 2007, 488 с.

12. **Красильникова Т.Г.** Универсальный подход к минимизации потерь активной мощности в линиях сверхвысокого напряжения. – Электричество, 2011, № 3. с. 13–19.

13. **Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Исаева Т.М.** Моделирование режима ЛЭП СВН с учетом реальных характеристик потерь на корону. – Электротехника, 2018, № 2, с. 69–75.

14. **Гаджиев М.Г.** Анализ систематической погрешности измерения потерь на корону и в проводах в режиме реального времени. – Электричество, 2011, № 3, с. 20–36.

15. **Kuchansky V., Zaitsev I.** Corona Discharge Power Losses Measurement Systems in Extra Voltage Transmission Lines. – 2020 IEEE 7<sup>th</sup> International Conference on Energy Systems (ESS), 2020, pp. 48–53.

16. **Phadke A.G.** Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476–479.

17. **Зарудский Г.К. и др.** Расчет потерь мощности на корону в воздушных линиях электропередачи переменного тока. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2001, № 2, с. 13–15.

18. **Тамазов А.И.** Потери на корону и их снижение в сетях 220 кВ и выше. – ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2004, № 4, с. 15–20.

19. **Костюшко В.А.** Анализ расчётных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока. М.: НТФ Энергопрогресс, 2011, 84 с.

20. **Железко Ю.С.** Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов. М.: Энергоатомиздат, 1989, 176 с.

21. **Железко Ю.С. и др.** Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование. М.: Издательский дом МЭИ, 2011, 128 с.

22. **Тамазов А.И.** Новый подход к регулированию напряжения и реактивной мощности в энергосистеме по минимуму потерь. – Электричество, 2016, № 8, с. 29–36.

23. **Pan W., et al.** Calculation Method of Corona Loss in EHV/UHV System Based on Distributed Parameter Characteristic. – IEEE Transaction on Electrical and Electronic Engineering, 2019, vol. 14, pp. 730–734.

[03.11.2021]



Автор: **Зарудский Георгий Константинович** – кандидат техн. наук, профессор кафедры «Электроэнергетические системы» Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва, Россия.

*Elektrichestvo*, 2022, No. 3, pp. 5–21

DOI:10.24160/0013-5380-2022-3-5-21

## Minimization of Technical Active Power Losses in Extra-High Voltage Overhead Power Lines Taking the Corona Effect into Account

**Zarudskiy Georgy K.** (National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia) – Professor of the Electrical Power Systems Dept., Cand. Sci. (Eng.).

*A technique has been developed to minimize active power losses that takes into account the corona effect on extra-high voltage overhead power transmission lines in normal modes of their operation. The corona effect is modeled by a specific conductivity, which is a nonlinear function of the voltage level. The equivalent conductivity value is corrected for the actual weather conditions iteratively by changing the r.m.s. voltage value. A universal expression for estimating the effect of operating parameters on the change of voltage along the line length and a graphic illustration of this effect are presented. By differentiating the functional dependence of the total active power losses, formulas are obtained for calculating the operating parameters corresponding to the minimum loss values, assuming that the conductivity does not depend on voltage. It is shown that the operating and technical limitations on the voltage values at the line ends and in its intermediate sections significantly reduce the range of transmitted power with minimal losses. The iterative calculation sequence for determining the reduced voltage level corresponding to the lowest total losses is outlined. The transmitted power values at different corona intensities are calculated. The study results have shown the need to take into account the nonlinear dependence of equivalent conductivity on the r.m.s. voltage value.*

**Key words:** overhead power line, extra-high voltage, operating parameters, r.m.s. voltage, active power losses, corona, specific line conductivity

## REFERENCES

1. **Zarudskiy G.K., Syromyatnikov S.Yu.** *Vestnik MEI – in Russ. (Bulletin of MPEI)*, 2008, No. 2, pp. 37–42.
2. **Kotni L.** A Proposed Algorithm for an Overhead Transmission Line Conductor Temperature Rise Calculation. – *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2014, vol. 24, pp. 578–596.
3. **Barkan Ya.D.** *Eksploatatsiya elektricheskikh sistem* (Operation of Electrical Systems). M.: Vysshaya shkola, 1990, 304 p.
4. **Mel'nikov N.A., Rokotyay S.S., Sherentsis A.N.** *Proektirovanie elektricheskoy chasti vozdukhnykh liniy elektropredachi 330–500 kV* (Design of the Electrical Part of 330-500 kV Overhead Power Lines). M.: Energiya, 1974, 472 p.
5. **Afanas'ev D.A., Zarudskiy G.K.** *ELEKTRO. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost' – in Russ. (ELECTRO. Electrical Engineering, Electric Power Industry, Electrical Industry)*, 2001, No. 1, pp. 11–13.
6. **Metodika raschyota normativnykh (tehnologicheskikh) poter' elektroenergii v elektricheskikh setyah** (Utv. Prikazom Minpromenergo Rossii ot 03.02.2005 № 21) (Methodology for Calculating Regulatory (Technological) Losses of Electricity in Electric Networks (Approved by the Order of the Ministry of Industry and Energy of Russia dated 03.02.2005 No. 21)).
7. **I 34-70-030-87.** *Instruktsiya po raschyotu i analizu tekhnologicheskogo rashoda elektricheskoy energii na peredachu po elektricheskim setyam energosistem i energoob"edineniy* (Instructions for Calculating and Analyzing the Technological Consumption of Electric Energy for Transmission Through Electric Networks of Power Systems And Power Connections) [Electron. resource], URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031469> (Date of appeal 03.11.21).
8. **Zarudskiy G.K.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 1998, No. 5, pp. 2–8.
9. **Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setey** (Handbook on the design of electrical networks) / Under Ed. D.L. Faibisovich. M.: ENAS, 2012, 376 p.
10. **Aleksandrov G.N., et al.** *Proektirovanie liniy elektropredachi sverhvyssokogo napryazheniya* (Design of Ultra-High Voltage Power Transmission Lines). L.: Energoatomizdat, 1983, 368 p.
11. **Ryzhov Yu.P.** *Dal'nie elektropredachi sverhvyssokogo napryazheniya* (Long-Range Ultra-High Voltage Power Transmission). M.: Izdatel'skiy dom MEI, 2007, 488 p.
12. **Krasil'nikova T.G.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2011, No. 3, pp. 13–19.
13. **Balametov A.B., Halilov E.D., Isaeva T.M.** *Elektrotehnika – in Russ. (Electrical Engineering)*, 2018, No. 2, pp. 69–75.
14. **Gadzhiev M.G.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2011, No. 3, pp. 20–36.
15. **Kuchanskyy V., Zaitsev I.** Corona Discharge Power Losses Measurement Systems in Extra Voltage Transmissions Lines. – 2020 IEEE 7<sup>th</sup> International Conference on Energy Systems (ESS), 2020, pp. 48–53.
16. **Phadke A.G.** Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476–479.
17. **Zarudskiy G.K., et al.** *ELEKTRO. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost' – in Russ. (ELECTRO. Electrical Engineering, Electric Power Industry, Electrical Industry)*, 2001, No. 2, pp. 13–15.
18. **Tamazov A.I.** *ELEKTRO. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost' – in Russ. (ELECTRO. Electrical Engineering, Electric Power Industry, Electrical Industry)*, 2004, No. 4, pp. 15–20.
19. **Kostyushko V.A.** *Analiz raschyotnykh i eksperimental'nykh otsenok poter' moshchnosti na koronu na vozdukhnykh liniyakh elektropredachi peremennogo toka* (Analysis of Calculated and Experimental Estimates of Corona Power Losses on Overhead AC Power Lines). M.: NTF Energoprogress, 2011, 84 p.
20. **Zhelezko Yu.S.** *Vybor meropriyatiy po snizheniyu poter' elektroenergii v elektricheskikh setyah: rukovodstvo dlya prakticheskikh raschyotov* (Selection of Measures to Reduce Electricity Losses in Electric Networks: a Guide for Practical Calculations). M.: Energoatomizdat, 1989, 176 p.
21. **Zhelezko Yu.S., et al.** *Poteri elektroenergii v elektricheskikh setyah: osnovnye svedeniya, raschet i normirovanie* (Electricity Losses in Electric Networks: Basic Information, Calculation and Rationing). M.: Izdatel'skiy dom MEI, 2011, 128 p.
22. **Tamazov A.I.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2016, No. 8, pp. 29–36.
23. **Pan W., et al.** Calculation Method of Corona Loss in EHV/UHV System Based on Distributed Parameter Characteristik. – IEEJ Transaction on Electrical and Electronic Engineering, 2019, vol. 14, pp. 730–734.

[03.11.2021]